

**Formularz zgłoszeniowy uwag do projektu
Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej ZKE SA
Część szczegółowa dotycząca bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania
ograniczeniami systemowymi**

DANE PODMIOTU ZGŁASZAJĄCEGO UWAGI	
<p>1. Nazwa podmiotu: Towarzystwo Obrotu Energią (TOE)</p>	
<p>2. Dane teleadresowe: 00-043 Warszawa, ul. Czackiego 7/9/11, lok. 107 tel. (22) 827 57 93, fax (22) 826 61 55, marek.kulesa@toe.pl</p>	
<p>3. Niniejsze uwagi stanowią zestawienie uwag nadesłanych do TOE przez spółki obrotu – uczestników rynku energii elektrycznej do dnia 12 kwietnia 2006 r., przy czym nie wyklucza to indywidualnego przekazania uwag przez część spółek obrotu</p>	
UWAGI OGÓLNE	
L.p.	Treść uwagi wraz z uzasadnieniem
1.	<p>W głównych zapisach opiniowana <i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej ZKE SA. - część szczegółowa dotycząca bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi</i> (zwana dalej IRiESD – Bilansowanie) uwzględnia postanowienia IRiESP opracowanej przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP), umożliwiając m.in. podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej uczestnictwo w Rynku Bilansującym (RB). W tym w szczególności podmiotom, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej na terenie rozpatrywanej Spółki nie objętej obszarem RB – w tym wytwórcom energii albo odbiorcom energii mającym prawo wyboru sprzedawcy i korzystającym z tego prawa, umożliwia wskazanie URB odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe na RB, na zasadach i warunkach określonych w IRiESD - Bilansowanie.</p>

2.	Mimo wielu dyskusji, planowanego wprowadzenia w nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne zapisów implementujących tzw. standardowe profile obciążeń, licznych deklaracji spółek dystrybucyjnych, co do wprowadzenia możliwości rozliczeń odbiorców przy wykorzystaniu tych profili IRIESD – Bilansowanie nie uwzględnia możliwości rozliczeń/bilansowania odbiorców przy wykorzystaniu profili. W tym miejscu należy podkreślić, że zagadnienie to było przedmiotem wielu dyskusji, w tym m.in. podczas spotkań Grup roboczych ds. TPA i ds. Bilansowania Komitetu Rynek PKEE, które potwierdziły zasadność stosowania w Polsce tego typu rozliczeń (do czasu wprowadzenia innych metod, np. rozliczeń przy wykorzystaniu bezpośrednich danych z urządzeń pomiarowo – rozliczeniowych), co więcej w IRIESD – Bilansowanie dwóch spółek dystrybucyjnych możemy znaleźć stosowne zapisy umożliwiające URD rozliczanie przy wykorzystaniu profili, co świadczy jednoznacznie o możliwości implementacji tego typu rozliczeń w ramach wszystkich IRIESD – Bilansowanie.
3.	Zaproponowane w ramach punktu C.3 wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo – rozliczeniowych (zwracamy uwagę, że w IRIESD – Bilansowanie nie zdefiniowano jednoznacznie pojęcia systemu pomiarowo – rozliczeniowego co uniemożliwia odniesienie licznych zapisów do realiów rynku i wymogów ustawy – Prawo energetyczne i rozporządzenia „przyłączeniowego”) oraz wymagania techniczne dla układów transmisji danych są w wielu miejscach dyskusyjne oraz pozwalają w dalszym ciągu na swobodne – uznaniowe (przez OSD) traktowania wymagań co do układów pomiarowo – rozliczeniowych i transmisji danych (patrz uwaga szczegółowa dot. systemów transmisji danych). Według naszych danych dotychczasowe zapisy IRIESD o podobnym brzmieniu spowodowały w wielu przypadkach blokowanie możliwości zmiany sprzedawcy oraz zasady TPA.
4.	Zgodnie z IRIESD - Bilansowanie, jeśli URD nie wskaże URB odpowiedzialnego za bilansowanie, odbiorca sieciowy rozlicza go za jego niezbilansowanie. Nie ma żadnych algorytmów oraz zasad tych rozliczeń w tym zakresie, a był to jeden z głównych przedmiotów krytyki przedsiębiorstw obrotu oraz licznych odbiorców energii elektrycznej. Spółki dystrybucyjne opracowywały takie algorytmy, które eliminowały nieuzasadnione korzyści wynikające z wzajemnego znoszenia się niezbilansowania u różnych odbiorców, jednak nie znalazły się one w projekcie IRIESD - Bilansowanie.
5.	Brak w IRIESD odniesienia, jak to ma miejsce w punkcie 1.2.3. IRIESP, do art. 384 §1 Kodeksu cywilnego.
6.	Proponujemy ujednoczenie stosowania przyjętych w IRIESD – Bilansowania skrótów, w wielu miejscach mimo wprowadzenia skrótu, autorzy raz posługują się skrótami, raz pełnymi nazwami, co w znaczny sposób utrudnia analizę dokumentu.

UWAGI SZCZEGÓŁOWE

L.p.	Punkt	Treść uwagi wraz z uzasadnieniem i/lub propozycje zapisów
1	A.1.4	Zarówno w tym punkcie, jak i innych punktach, w odróżnieniu od IRiESP – Bilansowanie brak jednoznacznego i właściwego określenia URD, proponujemy wykorzystanie i zamieszczenie definicji jak w IRiESP – Bilansowanie lub dookreślenie tej funkcji w części dotyczącej pojęć i definicji, jako: „URD – Uczestnik Rynku Detalicznego, tj. użytkownik systemu, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego będący wytwórcą energii albo odbiorcą energii mającym prawo wyboru sprzedawcy”. Proponujemy przytaczać definicje w pierwszym miejscu gdzie dany skrót zostaje użyty i w części dotyczącej pojęć i definicji.
2	A.1.10	Proponujemy w celu jednoznaczności zapisów dodać na końcu zdania: „zgodnie z procedurami opisanymi w niniejszym punkcie A.1, w tym w szczególności w punktach od A.1.11 do A.1.15”.
3	A.1.12	W związku z faktem, że śledzenie ewentualnych zmian w IRiESD wszystkich spółek dystrybucyjnych wymagałoby bieżącej kontroli ze strony zainteresowanych przedsiębiorstw i odbiorców energii elektrycznej wszystkich stron internetowych OSD (należy podkreślić bowiem, że prawie żaden z OSD nie udostępnia profesjonalnych powiadomień, nie mówiąc już o powszechnej technologii tzw. kanałów RSS, którą stosuje powszechnie już także np. URE i CIRE) proponuje się rozszerzyć informację – komunikat o publikacji na ogólnodostępne, branżowe serwisy internetowe oraz stronę URE. W związku z tym proponujemy uzupełnić punkt A.1.12 podpunkt b) poprzez dodanie po słowie „internetowej” przecinka oraz „na stronie internetowej Urzędu Regulacji Energetyki oraz w ogólnodostępnych elektroenergetycznych internetowych serwisach branżowych”.
4	A.3.1.1. – A.3.1.6 oraz A.3.1.8 – A.3.1.11	Zapisy tych punktów są powtórzeniami zapisów IRiESP – Bilansowanie z punktu 2.1. Naszym zdaniem powtarzanie ich w IRiESD – Bilansowanie wydaje się zbędne. Proponujemy pozostawić jedynie ogólny zapis poprzedzający poszczególne punkty rozdziału. Rozdział A.3 proponujemy przeformułować i zawrzeć w nim definicje właściwe dla obszaru objętego działaniem OSD, a usunąć punkty stanowiące powtórzenia ze względu na zapisy przywołujące IRiESP – Bilansowanie.
5	A.3.1.13	a) słowo „zarządza” proponujemy zastąpić „odpowiada za zgodną z ustaleniami z URB”, b) słowo „dane” zastąpić „dane i informacje” oraz słowa „zarządzanej przez siebie” słowami „należącej do niego”, c) niejasne jest użyte sformułowanie ze względu na definicję obszaru RB, który swym zasięgiem obejmuje KSE.
6	A.3.2.1 – A.3.3.3	Zapisy tych punktów są powtórzeniami zapisów IRiESP – Bilansowanie z punktu 2.1. Naszym zdaniem powtarzanie ich w IRiESD – Bilansowanie wydaje się zbędne. Proponujemy pozostawić jedynie ogólny zapis poprzedzający poszczególne punkty rozdziału. W przypadku pozostawienia proponujemy poniższe korekty w celu dostosowania do brzmienia IRiESP – Bilansowanie.

7	A.3.2.2	Zgodnie z IRiESP – Bilansowanie do podstawowego obszaru Rynku Bilansującego (RB) zaliczamy także: „Punkt „ponad siecią”, poprzez który w Rynku Bilansującym uczestniczą podmioty nieprzyłączone do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej”. Proponujemy ujednolicić zapisy, szczególnie, że dotyczą one RB.
8	A.3.3.6	Proponujemy, mając na uwadze także zapisy punktu D.5 jednoznaczne określenie (poprzez wypunktowanie) wszelkich rodzajów umów, w których konieczne będzie wprowadzenie stosowanych zmian oraz terminów – okresów czasowych potrzebnych do wprowadzenia tych zmian.
9	A.4.1	Proponujemy po słowie „umów” dopisać „zakupu lub”.
10	A.4.3.1	Proponujemy zmienić pierwsze zdanie na „URD realizując zawarte przez siebie umowy korzysta z usług OSD z zachowaniem wymagań punktu A.5.3.4., pod warunkiem:”.
11	A.4.3.2 n) A.4.3.3 j) A.4.3.4 g)	Proponujemy skreślić ze względu na art. 384 §1 Kodeksu cywilnego.
12	B.1.3	Prosimy o informację, czy w użytym w podpunkcie c) kontekście definicji przedsiębiorstwa obrotu mieszczą się także wydzielone w przyszłości z obecnych spółek dystrybucyjnych przedsiębiorstwa obrotu lub (dziś) wewnętrzne struktury obrotu zintegrowanych dziś spółek dystrybucyjnych.
13	B.1.4	a) proponujemy zapis – „kody jednostek grafikowych zakupu/sprzedaży należące do stron umowy” c) proponujemy zapis – „planowane ilości energii elektrycznej do przesłania siecią OSD w ramach umowy”.
14	B.2	Sformułowanie całego rozdziału B.2 jest dosyć niejasne. Wymaga jednoznacznego doprecyzowania i zdefiniowania warunków, pod jakimi weryfikacja byłaby możliwa oraz doprecyzowanie terminów. Termin 14 dni może blokować np. <i>transakcje SPOT</i> .
15	B.2.3	Prosimy o informację, czy w takim przypadku ma miejsce ponowne zgłoszenie, o którym mowa w punktach B.1.4 oraz czy dokonuje się kolejnej weryfikacji. Wnosimy stanowczo o uzupełnienie zapisów o dokładną procedurę wyjaśnienia i korekty występujących niezgodności zgłoszenia umów.
16	C.1.1	Operator Pomiarów wymaga jednoznacznego zdefiniowania w tym rozdziale lub/i w definicjach.
17	C.1.7	Proponujemy uzupełnić zapis, aby dane pomiarowe były także przetwarzane z określoną dokładnością (np. nie mniejszą niż 1 kWh).

18	C.2.6.	<p>Niejasne oraz pozwalające naszym zdaniem na manipulację danymi są zapisy podpunktu a) oraz c).</p> <p>Prosimy o informację w jakich konkretnych przypadkach może powstać różnica pomiędzy wstępnymi danymi pomiarowymi w dobie n+1, a danymi pomiarowymi w dobie n+5 stanowiącymi podstawę do rozliczeń w przypadku rzeczywistych pomiarów danych.</p> <p>Prosimy także o uściślenie w jakich sytuacjach będzie występował podpunkt c) „w przypadku braku danych niezwłocznie po ich uzyskaniu – dane pomiarowe, stanowiące podstawę do rozliczeń”, w oparciu o ten zapis mogą powstać liczne wątpliwości odnośnie terminów udostępniania danych pomiarowych niezbędnych przecież do wzajemnych rozliczeń.</p>
19	C.3.1.15	<p>Punkt wprowadza konieczność spełnienia nowych (innych od dotychczasowych) i do końca niejasnych (punkt odnosi się do całego rozdziału C.3) wymagań w przypadku odbiorców zamierzających skorzystać z prawa do zmiany sprzedawcy. W konsekwencji powoduje to, że dotychczas posiadane układy pomiarowo – rozliczeniowe, które służyły do dotychczasowych rozliczeń realizowanych przez OSD stają się nie wystarczające (nawet w grupach na nN C1, C2). Proponujemy rezygnację z tego zapisu lub wprowadzenie zapisu, że poniesienie kosztów zmian całego systemu pomiarowo – rozliczeniowego w zakresie grup C1 i C2 (nN) leży po stronie Operatora Pomiarów (OP) lub wprowadzenie zapisu, że w grupach C1 i C2 można korzystać z dotychczasowych systemów. Opierając się bowiem na interpretacji OSD pełniących funkcję OP, często zdarza się, że koszty zakupu licznika leżą po stronie OSD natomiast odbiorcom pragnącym skorzystać z prawa zmiany sprzedawcy proponuje się (a raczej wymaga się od nich) pokrycia kosztów wymiany przekładników i dostosowania systemu pomiarowo – rozliczeniowego do zdalnej transmisji danych (co wydaje się absurdem na nN), itp.</p>
20	C.3.2.1 e) oraz C.3.3.6	<p>Dyskusyjny i wygórowany naszym zdaniem jest wymóg umożliwiania zdalnej transmisji danych dla wszystkich układów pomiarowych (podstawowego i rezerwowego). Naszym zdaniem rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych powinna obejmować tylko układ podstawowy dopuszczając wykorzystanie urządzeń teleinformatycznych odbiorcy (np. poprzez wystawianie danych pomiarowych na serwer ftp lub przekazywane w formie e-mail). Nie powinien być stawiany wymóg dostarczania danych o mocy pobieranej i energii biernej. Proponujemy odpowiednie zweryfikowanie zapisów.</p>
21	C.3.4.2 C.3.5.3	<p>Punkty pozostawiają całkowitą dowolność OSD jako OP w zakresie decyzji o konieczności wyposażenia układów pomiarowych kat. C1 w urządzenia umożliwiające rejestrację profili oraz zdalną transmisję danych, a w przypadku kat. C2 w urządzenia umożliwiające zdalną transmisję danych. Mając na uwadze aktualne doświadczenia może okazać się, że wymagania te (szczególnie biorąc pod uwagę praktykowane propozycje obciążania odbiorców kosztami dostosowania systemów pomiarowo – rozliczeniowych kosztami urządzeń do zdalnej transmisji danych) będą stanowić istotną barierę podczas procedury zmiany sprzedawcy energii elektrycznej w Polsce. Proponujemy rezygnację z tego zapisu lub wyraźne określenie, że „koszt wyposażenia układów pomiarowych w urządzenia umożliwiające rejestrację profili i zdalną transmisję danych oraz wszelkie inne koszty, w tym koszty odczytów i dodatkowych urządzeń z tym związanych, w przypadku decyzji o konieczności instalacji pokryją OSD jako OP”.</p>

22	D.3 e)	Prosimy o informację na jakiej podstawie i dla jakich przypadków w rozliczeniach URD z URB _{SD} może mieć miejsce „rekompensowanie (...) kosztów opłaty rozliczeniowej”.
23	D.4	Prosimy o skonkretyzowanie co oznacza zapis „działającego na obszarze OSD” w przypadku przedsiębiorstw obrotu, które przecież działają bez ograniczeń terytorialnych, a więc na terenie całej Polski. Jeżeli w tym zapisie chodzi o odbiorcę sieciowego, a nie URB proponujemy modyfikację jednoznacznie wskazującą, że nie chodzi o URB.
24	D.5	Uszczegółowienia wymaga stwierdzenie „odpowiednich zapisów” poprzez dokładne wyszczególnienie zakresu zmian oraz niezbędnych terminów ich wprowadzenia. W związku z koniecznością zmian aż 7 elementów umów (lub 7 umów) IRIESD – Bilansowanie powinna wg nas szerzej traktować tę problematykę, wskazując konkretne zapisy, które należy zmodyfikować. Brak tych skonkretyzowania tego w IRIESD może spowodować podczas zmiany URB wiele niejasności, a nawet prób zablokowania zmiany URB lub/i Sprzedawcy.
25	D.6	Proponujemy jednoznacznie określić graniczną datę powiadomienia OSD o podpisaniu aneksów do umów, o których mowa w podpunkcie D.5.
26	D.9	Proponujemy, zgodnie z wymaganiami określonymi przez OSD, sprecyzować wyrażenie „z odpowiednim wyprzedzeniem” poprzez podanie konkretnych terminów.
27	E.2 E.3. E.11	<p>W przypadku kiedy stroną sporu jest OSD działanie podpunktu E.2.a) powinno być całkowicie wyłączone. Analogicznie Komisja Rewizyjna powinna być powoływana wspólnie przez strony sporu. Propozycja rozstrzygnięcia sporu przez OSD, kiedy OSD jest także stroną tego sporu, wydaje się wątpliwa z punktu widzenia drugiej strony ewentualnego sporu. W związku z tym rozdział należy przemyśleć i przerehabilitować zakładając, że OSD też może być zainteresowany sposobem rozstrzygnięcia sporu. W naszej ocenie punkt E zakłada, że OSD jest w każdej sytuacji bezstronnym arbitrem, a nie jest to założenie uprawnione.</p> <p>Zwracamy także uwagę, że procedura nie uwzględnia w żaden sposób ustawowej (wynikającej z art. 8 oraz art. 23 ustawy – Prawo energetyczne) możliwości rozstrzygnięcia sporu przez Prezesa URE, a nawet poprzez zapis punktu E.2 wyłącza taką procedurę rozstrzygnięcia sporu, co naszym zdaniem jest niezgodne z obowiązującym prawem.</p>
28	E.11 E.12	Stwierdzenia zbyt ogólne oraz niejasne. Z zapisów wynika, że Komisję powołuje OSD, przy czym składa się ona z przedstawicieli stron sporu. Nie wiadomo, na jakiej podstawie OSD powołuje przedstawicieli poszczególnych stron. (patrz także uwaga wyżej).
29	E.4	Proponujemy, jako obowiązującą formę podczas wszelkich wysyłek dotyczących sporów, przyjąć „przesłanie listem poleconym za potwierdzeniem odbioru”.

30	F	<p>Brak skonkretyzowania w wielu zapisach punktu F dat granicznych może naszym zdaniem stworzyć podstawową barierę zmiany sprzedawcy energii oraz w wielu przypadkach uniemożliwić zmianę sprzedawcy uprawnionym odbiorcom. Proponujemy jednoznaczne określenie końcowych dat granicznych na wykonanie konkretnych działań przez uczestników rynku energii elektrycznej.</p> <p>Naszym zdaniem w zapisach tego punktu należy jednoznacznie określić obowiązki - kolejne kroki w procedurze zmiany sprzedawcy z wyszczególnieniem funkcji Sprzedawcy, URD, URB_{SD}, OSD, OSD jako OP. Określone w tym punkcie zasady powinny być przejrzyste oraz (w szczególności) w jednoznaczny sposób prezentować kroki do zmiany sprzedawcy z punktu widzenia odbiorcy – URD (a nie OSD !). Celowe z punktu widzenia odbiorców wydaje się umieszczenie przejrzystej procedury w postaci algorytmu lub rysunku. W taki sposób procedura zmiany sprzedawcy jest implementowana w wielu dokumentach UE (patrz propozycje ERGEG).</p>
31	F.1.5	<p>Zapisy punktu nie są jednoznaczne, biorąc pod uwagę terminy wypowiedzeń obowiązujących odbiorców umów oraz zapis „określając w tym przypadku termin jej rozwiązania w ten sposób, aby możliwe było dokonanie odczytów i rozliczeń odbiorcy przez przedsiębiorstwo energetyczne zintegrowane pionowo (spółkę dystrybucyjną)” odbiorca, jego nowy Sprzedawca oraz ewentualnie nowy URB nie są w stanie określić jednoznacznie potencjalnych dat zmiany sprzedawcy. Naszym zdaniem konieczne jest podanie konkretnych terminów.</p>
32	Słownik pojęć i definicji	<p>Proponujemy uzupełnić słownik o definicje: <i>bilansowania handlowego, systemu pomiarowo – rozliczeniowego</i> oraz zestawienie kategorii wykorzystywanych do określania wymagań odnośnie układów pomiarowo – rozliczeniowych i transmisji danych (w słowniku znalazły się definicje <i>grup przyłączy</i> więc analogicznie powinny znaleźć się też definicje kategorii).</p>

Warszawa, 2006-04-12